

DESIGN COMPUTACIONAL DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM UM RESERVATÓRIO DE GÁS COM BAIXA PERMEABILIDADE

Francisco Bruno Xavier Teles¹; Dilayne Santos Oliveira²; Ligia Tornisiello³; Pedro Felipe Gadelha Silvino⁴

¹ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia - brunoxavierteles@gmail.com

² Universidade Federal do Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica - dilaynedso@gmail.com

³ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia - ligiatornisiello@gmail.com

⁴ Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Química - pedro.silvino@ufc.br

RESUMO

Fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poços bastante eficiente para reservatórios de permeabilidades baixas a moderadas. Nas últimas décadas, esse método tem sido muito utilizado para a exploração de reservatórios não convencionais. Essa operação consiste no bombeamento de fluido com aditivos para dentro da formação, a uma pressão suficientemente alta para que a rocha se abra e a fratura se propague criando um canal permeável. Para obter uma fratura ótima, deve-se analisar as tensões envolvidas no processo e então buscar por um cronograma de operação que torne a fratura eficiente. Nesse trabalho é desenvolvido um design computacional de uma fratura para um reservatório de gás em uma formação com baixa permeabilidade. Propriedades da fratura para diferentes procedimentos de operação foram analisados e obteve-se uma fratura ótima para o reservatório estudado. Pressão líquida, tipos de materiais (fluido e propantes) e outros parâmetros operacionais são considerados no design.

Palavras-chave: Estimulação de Poços, Fraturamento Hidráulico, Reservatórios não Convencionais, Fratura.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), os combustíveis fósseis são responsáveis por suprir a maior parte da demanda energética mundial quando comparado com outras fontes de energia. Porém, as fontes convencionais de petróleo atualmente exploradas não serão capazes de suprir a demanda futura de energia se o consumo se mantiver no mesmo nível. O que faz necessária a busca por maneiras de

umentar a produção de hidrocarbonetos a partir de reservatórios não convencionais.

Os reservatórios não convencionais são depósitos de óleo e gás que não podem ser produzidos devido possuírem baixa porosidade e permeabilidade, ou que o volume produzido sem algum método de estimulação seja economicamente inviável. Na última década, a combinação de perfurações horizontais com fraturamento hidráulico tem permitido o acesso a grandes

quantidades de volume de gás/óleo de xisto que antes não era produzido economicamente [GOMAA *et al.* 2015].

O fraturamento hidráulico, também conhecido como *fracking*, tem sido a técnica mais efetiva para aumentar a produtividade uma vez que estabelece um corredor com fluxo condutivo em ambientes onde a permeabilidade é muito baixa. Por este motivo, essa técnica tem sido bastante utilizada para a exploração de *tight gas* e reservatórios de xisto [KIM e WANG, 2011].

A execução de um fraturamento hidráulico consiste na injeção de fluidos, geralmente água com aditivos, a alta pressão em um reservatório de óleo ou gás. Essa pressão deve ser grande o suficiente para causar falhas na rocha. Quando se atinge a pressão de ruptura (*breakdown pressure*), a rocha se abre e o fluido continua sendo injetado para que as fraturas se propagem. Para manter a fratura aberta e condutiva (permeável) depois do tratamento, propante é misturado com o fluido injetado. [DANESHY, 2010].

Um projeto de fraturamento bem executado pode atingir uma área estimulada extremamente grande e a permeabilidade obtida pode ser até 6 vezes maior do que a permeabilidade original [ECONOMIDES, 1994]. Assim fazendo do fraturamento hidráulico um dos métodos mais completos

para estimulação de reservatórios de óleo e gás natural. A Figura 1 mostra um esquema com os equipamentos e materiais envolvidos em um tratamento de fraturamento hidráulico.

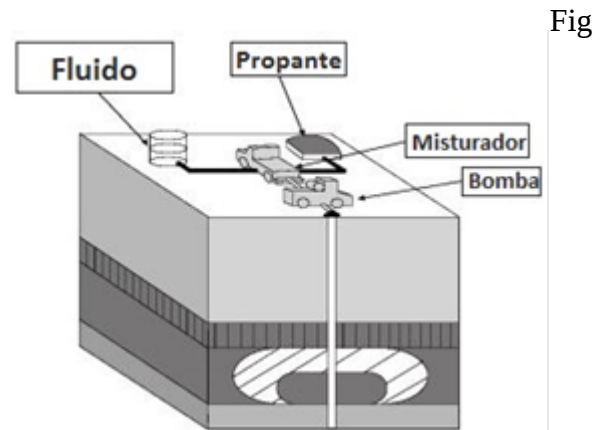


Figura 1: Equipamentos. Adaptado de GUO [2007].

1.1 Mecânica do fraturamento hidráulico e geometria da fratura (tensões)

Na superfície as tensões *in-situ* são classificadas em três tensões principais, onde geralmente a maior é a tensão vertical resultante da pressão feita pelas camadas subjacentes. Nesse ambiente, a fratura orienta-se na direção do vetor normal a menor das três tensões. Assim, a fratura vai abrir contra a menor das três tensões e deslocar-se na direção da menor. Na maioria dos casos, a tensão horizontal mínima é a menor, gerando fraturas verticais. No entanto, as fraturas também podem ser reversas e normais, dependendo de como as tensões estão distribuídas.

Conforme o fluido é injetado a alta pressão e alto fluxo, a pressão aumenta gradativamente até atingir a pressão de ruptura. Essa pressão depende da pressão do reservatório, das propriedades mecânicas da formação, das três principais tensões e da resistência à tração da formação [DANESHY, 2010]. Segundo [TERZAGHI, 1923], a expressão para a pressão de ruptura em poços verticais é dada pela Equação 1.

$$P_{bd} = 3\sigma_H - \sigma_h + T_0 - P \quad [1]$$

Onde, σ_h e σ_H são as tensões horizontais mínimo e máximo, T_0 é a tensão da rocha e P é a pressão do reservatório.

A geometria da fratura é criada e controlada pela pressão líquida (*net pressure*) exercida na formação. Essa pressão é responsável pela abertura da fratura e sua propagação, o que consiste na diferença entre a pressão de propagação da fratura e a pressão de fechamento da fratura.

De acordo com Kim e Wang[2011], o cálculo da pressão líquida pode ser dado pela pressão no fundo do poço (cujos termos são a pressão da superfície, a pressão hidrostática e a queda de pressão por fricção do fluido) subtraída da queda de pressão por fricção no canhoneio e da tensão *in-situ*, como é mostrado na equação 2:

$$P_{net} = P_{surf} + P_{hyd} - P_{fric} - \Delta P_{perf} - \sigma_1 \quad [2]$$

A análise da pressão líquida é muito importante durante um processo de

fraturamento hidráulico. Um diagrama de escala logarítmica representando o comportamento da pressão líquida com o tempo de injeção, foi criado por Nolte e Smith [1981]. Esse diagrama é uma poderosa ferramenta para a interpretação da propagação da fratura e de sua geometria ao longo do processo. Nolte-Smith dividiram esse processo em quatro modos distintos que descrevem diferentes comportamentos ao longo da operação. A Figura 2 apresenta o diagrama de pressão líquida em função do tempo, como também indica onde cada modo ocorre.

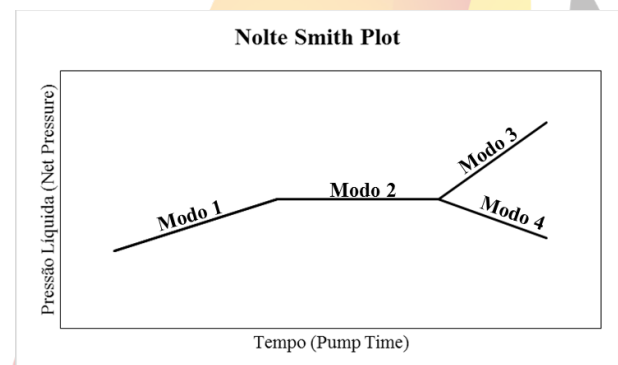


Figura 2: Diagrama de Nolte-Smith. Adaptado de Britt [2015].

O modo 1 é representado pelo período no qual a altura é confinada apenas na região canhoneada. A fratura cresce apenas em comprimento conforme o fluido é injetado. Já no modo 2, tem-se uma curva de coeficiente angular zero. A pressão é constante, pois a



pressão devido à injeção é compensada pela perda de fluido para a formação.

Por sua vez, o terceiro modo representa uma região onde o aumento da pressão e o volume fluido injetado é proporcional ao tempo, o que pode ser causado pela chegada da fratura no seu limite de comprimento ou pela chegada em uma região de alta tensão.

Em contrapartida, a fratura pode sair do modo 2 para o modo 4, onde a curva tem um coeficiente angular negativo. A característica dessa região é um rápido e descontrolado crescimento na altura devido a chegada em uma zona de baixa tensão, o que também pode ser consequência de um processo de *screen-out* devido as perdas de fluido durante o modo 2.

1.2 Design da fratura

O design da fratura consiste na determinação do volume de fluido a ser injetado em cada estágio, escolha do propante adequado, determinação das vazões e pressão de injeção. As principais características de uma fratura são altura, largura e *half length* (metade de comprimento total da fratura), sendo esse último classificado em comprimento hidráulico (*pad*) e o que contém propante (*propped length*). Contudo, criar uma fratura com o maior comprimento

possível contendo propante é o objetivo de todos os projetos de fraturamento hidráulico.

Uma operação contém diferentes estágios, cada um com sua característica operacional como volume, tipo de propante, tipo de fluido e vazão de injeção. O primeiro estágio é denominado *pad*, nele apenas o fluido é injetado no poço para fraturar a formação. Depois da fratura se propagar, o estágio *slurry* começa. Neste estágio, o fluido é misturado com propante para ser injetado na fratura criada pelo estágio *pad* [GUO *et al.* 2007].

Comprimento e condutividade (habilidade da fratura de carregar o fluido) devem ser analisados em cada cenário para saber qual irá influenciar mais no design. Entretanto, deve haver um balanço entre ambos, objetivando um design de uma fratura efetiva. A condutividade adimensional de uma fratura (F_{CD}) pode ser calculada pela Equação 3, a qual relaciona a capacidade da formação de alimentar o fluido para a fratura (kx_f) com a capacidade da fratura de carregar o fluido ($k_f w$):

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{kx_f} \quad [3]$$

Onde k_f é a permeabilidade da fratura (pós-tratamento), w é a largura da fratura, k é a permeabilidade da formação e x_f é o *half length*.

Segundo Britt [2015], o F_{CD} ótimo para um fraturamento de um reservatório de óleo, fluxo em estado estacionário, é 2. E para um reservatório de gás, na qual o fluxo será transiente, o F_{CD} ótimo é 10.

1.3 Considerações e objetivo

Em um projeto de fraturamento hidráulico, propriedades do reservatório como porosidade, permeabilidade, saturação e *net pay* devem ser analisadas. Tais propriedades, com exceção da permeabilidade, podem ser obtidas através de perfis (*logs*) do poço. Já a permeabilidade e a pressão do reservatório podem ser obtidas por meio dos testes de poços.

A perda de fluido para a formação afeta fortemente o volume e a seleção de fluido, assim devendo ser considerada durante o design. Dados geomecânicos, de testes de poços e dados da completção são considerados nesse projeto.

O objetivo desse trabalho é elaborar, computacionalmente, um design de fraturamento hidráulico utilizando o software STIMPLAN desenvolvido pela NSI Technologies. Foi projetado uma fratura utilizando dados reais de um reservatório de gás com baixa permeabilidade. Onde serão levados em consideração os parâmetros de design mencionados anteriormente, a fim de

obter uma fratura com o F_{CD} ótimo e uma aceitável área de drenagem.

2. METODOLOGIA

O design foi desenvolvido a partir de dados reais de um poço localizado no campo de Arenal em Punta Arenas no Chile. As propriedades do reservatório a ser estimulado são: altura da zona de interesse (*net pay*) de 7,6 m, intervalo de canhoneio entre 2050 e 2075 m, porosidade de 17,6%, saturação de água de 51,3%, raio de drenagem de 160 acres e temperatura no fundo do poço de 92 °C.

Os perfis (*logs*) da formação foram importados para o STIMPLAN, em seguida especificou-se que a zona de interesse é uma formação de glauconita, onde os valores de perfis de raios gama são menores que 65 °API. Os dados de pressão de injeção, medidos na superfície, foram importados para o software, e a partir deles determinou-se a pressão de poros, a permeabilidade do reservatório, a tensão horizontal mínima e a pressão de ruptura.

A pressão no fundo do poço foi determinada após adição da pressão hidrostática do poço aos dados de pressão na superfície disponíveis. Para isso considerou-se um fluido de completção de 9,0 lb/gal (2% KCl). A pressão do reservatório e a permeabilidade foram obtidas a partir dos

dados de pressão no fundo do poço em função do tempo, usando o gráfico *Horner Plot*.

O perfil geomecânico desenvolvido a partir dos logs e os dados do reservatório, obtidos a partir dos testes de poço, foram utilizados para o desenvolvimento de um design com volume limitado a 15.000 barris. Foram considerados dois tipos de fluidos para o fraturamento: água (*slick water*) e *cross-linked gel (50 X-Link_HPG)*. Para esse volume, o design projetado tem dezenove estágios, sendo quatro estágios de 610,5 barris para o estágio de *pad*, e mais quinze estágios com 847,2 barris cada um contendo propante do tipo *Ottawa Sand 20/40*. A vazão de bombeamento para cada estágio variou de 20 a 50 bpm.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para os dados desse projeto, a pressão hidrostática para uma profundidade de 2062,5 m (média dos intervalos de canhoneio), foi de 3220,7 psi. Por meio dos testes de poço, os valores de pressão do reservatório e permeabilidade obtidos foram 3622,3 psi e 0,0128 md, respectivamente.

Os dados de pressão de injeção no fundo do poço com o tempo foram plotados no gráfico apresentado pela Figura 3, onde a pressão de ruptura (*breakdown pressure*) é aproximadamente 5920 psi.

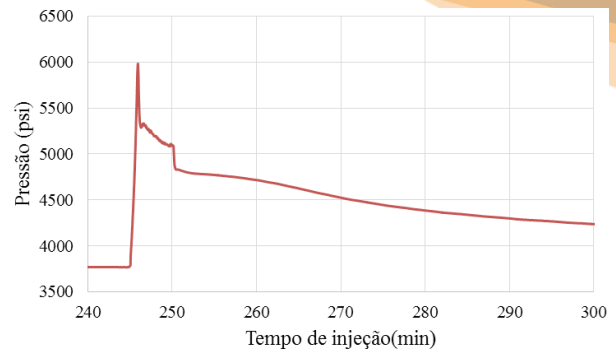


Figura 3: Pressão de fundo de poço e taxa de vazão de fluido versus tempo.

A Tabela 1 apresenta os resultados obtidos para a fratura. Pode-se notar que devido ao grande volume de fluido injetado, a fratura é longa. E nesse caso, o comprimento da fratura contendo propante foi aproximadamente o mesmo do tamanho hidráulico. Em contrapartida, a altura máxima da fratura é relativamente grande, se estendendo até uma zona superior à zona canhoneada. Assim mostrando a tendência da formação em desenvolver fraturas com grandes alturas.

Tabela 1: Resultados obtidos.

Propriedade	Valor
<i>Half length</i> (m)	2173
<i>Propped length</i> (m)	1893
Perda de Fluido (bpm)	7,92
Altura máxima (m)	155,3
Largura média (in)	0,19
F_{CD}	9,52

Vale salientar que o uso de fluidos com alta viscosidade, como o *cross-linked gel*, induzem ao crescimento em altura, e



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

neste caso a melhor solução para reduzir este efeito foi utilizar a água (*slick water*) como *pad*.

Para esse design o F_{CD} obtido foi 9,52, o que está muito próximo do valor ótimo para reservatórios de gás que é 10.

Na Figura 4 é mostrado o comportamento da pressão líquida com o tempo de injeção para o projeto executado. Pode-se notar o comportamento equivalente ao modo 1 do diagrama de Nolte-Smith durante os 15 primeiros minutos. Em seguida atinge-se a pressão crítica entre aproximadamente 15 e 23 minutos onde o coeficiente angular da curva é zero. Depois de 60 minutos de injeção, chega-se a zona de baixa tensão, na qual o comportamento da fratura é caracterizado pelo modo 4, havendo um crescimento de altura descontrolado.

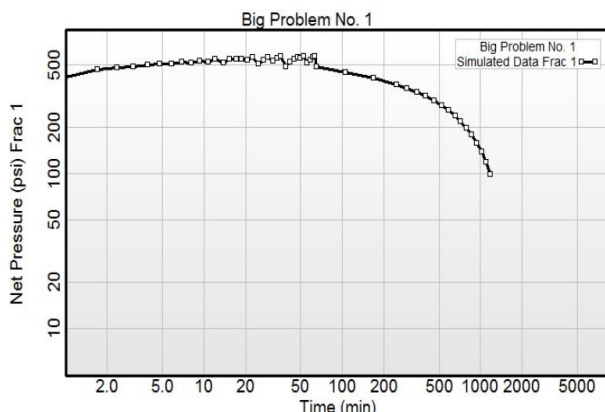


Figura 4: Diagrama de Nolte-Smith para o design projetado.

Na Figura 5 podemos observar a propagação e a geometria bidimensional da fratura caso ela fosse executada em um

processo real. A região azul corresponde ao *pad*. Já na região verde, temos o *slurry*, ou seja, o fluido que contém propante. Analisando a Figura 5, nota-se que o aumento da viscosidade do fluido (na mudança do estágio de *pad* para *slurry*) contribuiu para o aumento da altura da fratura para fora da zona de canhoneio, como era esperado.

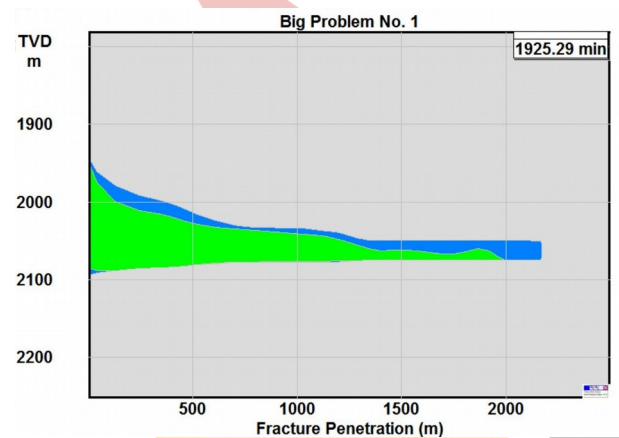


Figura 5: Representação bidimensional da fratura obtida na simulação (região azul: *pad*; região verde: *slurry*).

4. CONCLUSÕES

Podemos concluir que o design apresentou resultados satisfatórios para a formação em questão. A fratura obtida apresentou um comprimento longo, sendo uma boa geometria para um reservatório de gás que possui baixa permeabilidade. O F_{CD} resultante está próximo ao F_{CD} ótimo, o que demonstrou uma boa relação entre a condutividade de fratura e seu comprimento.

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

Outro ponto relevante é o fato de que a geometria do design projetado confirma o comportamento revelado pelo diagrama de Nolte-Smith, assim evidenciando a importância deste diagrama na análise dos dados do processo.

Foi possível observar que o uso de fluidos viscosos afeta a geometria da fratura, pois a injeção do *cross linked fluid* levou a fratura crescer em altura mais rapidamente que se o processo tivesse continuado usando *slick water*. Entretanto, o uso desse fluido possibilitou um melhor comprimento contendo propante, o qual se estendeu por boa parte da fratura, propiciando um comprimento efetivo maior. Em suma, a técnica estudada trouxe resultados interessantes para o reservatório estudado, demonstrando ser uma ótima ferramenta para maximizar a produção em reservatórios de baixa permeabilidade.

5. AGRADECIMENTOS

A NSI Technologies pela licença do software e os dados utilizados nesse projeto, durante o segundo semestre de 2015 na Missouri University of Science and Technology nos Estados Unidos. A CAPES pelo patrocínio da bolsa de estudos pelo programa Ciência sem Fronteiras.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRITT, L. *Fracturing Fundamentals*, Apostila fornecida por Missouri University of Science and Technology, 2015.

DANESHY, A. *Hydraulic Fracturing to Improve Production*. Vol. 6, No. 3, 2010.

ECONOMIDES, J. E. *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994.

GOMAA, A. M.; QU, Q.; MAHARIDGE, R.; NELSON, S.; REED, T. *New Insights into Hydraulic Fracturing of Shale Formations*. In: International Petroleum Technology Conference, p. 1, 2014.

GUO, B.; LYONS, W. C; GHALAMBOR, A. *Petroleum Production Engineering*, 2007.

International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2015*. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf> 06/06/2016.

KIM, G. H.; WANG, J. Y. *Interpretation of Hydraulic Fracturing Pressure in Low-Permeability Gas Formations*. In: SPE Production and Operations Symposium, 2011.

NOLTE, K, G.; SMITH, M. B. *Interpretation of Fracturing Pressures*. In: SPE 54th Annual Technical Conference and Exhibition, 1981.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TERZAGHI, K. *Die Berechnung der Durchlässigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der Hydrodynamischen Spannungserscheinungen.* Viena, p.105:132, 1923.



[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br